Aktuelle Kabel- und Freileitungsfragen auf der Internationalen Konferenz über Verteilungsnetze

Autor(en): **Wanser, G. / Wiznerowicz, F.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **74 (1983)**

Heft 24

PDF erstellt am: **30.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-904905

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Aktuelle Kabel- und Freileitungsfragen auf der Internationalen Konferenz über Verteilungsnetze

G. Wanser und F. Wiznerowicz

Vom 25. bis 29. April 1983 fand in Liège die 7. Internationale Konferenz über Verteilungsnetze (CIRED) statt. Zu den aktuellen Fragen der Freileitungs- und Kabeltechnik waren 14 Berichte eingereicht worden; mehr als 60 Diskussionsbeiträge wurden vorgetragen. Grundlage der Diskussion waren Fragen, die der Berichterstatter Leboulleux, Frankreich, aus den vorgelegten Berichten extrahiert hatte. Sie betrafen die folgenden Themengruppen:

1. *Methoden zur Verbesserung des Verhaltens von Freileitungen bei ungünstigen Wetterbedingungen.*
2. *Thermische und mechanische Probleme beim Betrieb von Kabelanlagen.*
3. *Kunststoffkabel und Zubehör: Betriebserfahrungen, Optimierung der Konstruktion, Prüfungen.*

Du 25 au 29 avril 1983 a eu lieu à Liège la 7e Conférence internationale sur les réseaux de distribution. 14 rapports ont été remis, sur les questions actuelles concernant la technique des lignes aériennes et des câbles. Plus de 60 avis furent exposés au cours de la discussion.
La discussion était constituée à la base par des questions que le rapporteur, M. Leboulleux (France), avait extraites des rapports présentés. Elles concernaient les groupes de thèmes suivants:

1. *Méthodes pour l'amélioration du comportement des lignes aériennes par conditions météorologiques défavorables.*
2. *Problèmes thermiques et mécaniques lors de l'utilisation de systèmes de câbles.*
3. *Câbles en plastique et accessoires: expérience d'emploi, optimalisation de la construction, contrôles.*

Adressen der Autoren
Prof. Dr. *G. Wanser*, Niederrader Allee 8, D-3012 Langenhagen
Prof. Dr. *F. Wiznerowicz*, Vennweg 8, D-3000 Hannover 81.

1. Zusammenfassung

Freileitungen wurden bei den letzten CIRED-Konferenzen [16 bis 18] nur in geringem Ausmass behandelt. Die wetterbedingten Netzzusammenbrüche in einigen Ländern liessen es aber als notwendig erscheinen, die Konstruktion von Freileitungen zu überprüfen und zu verbessern.

Die Diskussionsthemen zur Kabeltechnik schliessen an die vorhergegangenen Konferenzen an. Bei Niederspannung ist die imprägnierte Papierisolierung in einigen Ländern praktisch verschwunden. Sie wurde durch Kunststoffe ersetzt. Auch bei höheren Spannungen dringen die Kunststoffe vor: vernetztes oder unvernetztes Polyäthylen (VPE, PE) oder aber Äthylen-Propylen-Gummi (EPR). Manche Länder zögern noch mit ihrer Entscheidung.

Häufig erwähnt wurde das Problem der Feuchtigkeit im Leiter der Kunststoffkabel, wobei einige Autoren bei VPE-Kabeln für Mittelspannung bis 30 kV kein Risiko sehen. Andere Autoren wünschen Konstruktionsänderungen, um die Auswirkungen von Feuchtigkeit zu vermindern. So werden massive, also längswasserdichte Leiter statt mehrdrähtigen Leitern empfohlen. Diskutiert wurde die zweckmässigste äussere Leitschicht. Sie wird heute bevorzugt als Graphitschicht oder als extrudierte Schicht aufgebracht. Der Aussenmantel besteht entweder aus Polyvinylchlorid (PVC) mit Füllstoffen oder aus unvernetztem Polyäthylen (PE) [15].

2. Methoden zur Verbesserung des Verhaltens von Freileitungen bei ungünstigen Wetterbedingungen

Die Bedeutung der Freileitungstechnik zeigen Zahlen, die von Frankreich veröffentlicht wurden: etwa 85% des Mittelspannungsnetzes und etwa 90% des Niederspannungsnetzes sind dort als Freileitungen ausgeführt, wobei im Niederspannungsbereich fast 30% der oberirdisch verlegten Längen aus einphasigen, verseilten Luftkabeln bestehen [2]. In Schweden gibt es 300 000 km Freileitung, 60% davon für Niederspannung. Die Hälfte der Niederspannungsleitungen, also rund 80 000 km, sind Luftkabel (Kohlström, Schweden) [1]).

Vier der vorgelegten Berichte betrafen die Sicherheit von Freileitungen. Die mechanische Festigkeit von Freileitungen ist so gewählt, dass sie den örtlichen Beanspruchungen entsprechen. Die Anforderungen sind üblicherweise in offiziellen Vorschriften festgelegt. Allerdings kann es in Sonderfällen vorkommen, dass die Auslegungskriterien durch die tatsächlich auftretende Belastung übertroffen werden. Dies kann dann zu Zerstörungen in weiten Versorgungsgebieten führen. Die Behebung derartiger Schäden nimmt meist längere Zeit in Anspruch.

Häufigste Fehler sind Leiterbrüche [1; 3]. Sie treten auf, wenn eisbehangene Seile noch einer zusätzlichen Windlast ausgesetzt werden. Bei Niederspannungsleitungen verursachen Bäume und Äste viele Schäden. Bei Hochspannungsleitungen 60 bis 400 kV gab es durch Seilschwingungen vor allem Kurzzeitfehler. Im Mittelspannungsbereich häuften sich die Seilbrüche vor allem bei kleinen Querschnitten [3].

Zur Lösung des Problems gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten [15]:

1. Verstärkung der Konstruktionen, damit sie auch zusätzlichen Beanspruchungen durch Wind und Eis gewachsen sind. Dies bringt zusätzliche Kosten mit sich. Z. B. würde

[1]) Name und Land der Diskussionsredner sind jeweils in Klammern genannt.

eine Auslegung für Lasten von 20 kg/m teurer werden als eine unterirdische Verkabelung [2].
Ausserdem lehrt die Erfahrung, dass gelegentlich auch die für absolut sicher gehaltenen Konstruktionen zerstört werden, vor allem in Gegenden, in denen man damit gar nicht gerechnet hatte.

2. Abstufung der Festigkeit der Bauteile, um die Schäden einzugrenzen und eine vereinfachte Reparatur zu ermöglichen.

Auch eine Kombination beider Möglichkeiten erscheint denkbar. Konstruktive Änderungen der Freileitungen könnten Vorteile bringen. Z. B. scheint es bei den für Niederspannung verwendeten isolierten Luftkabeln keine Probleme mit Schnee- und Eislasten zu geben [15] (Caldwell, Grossbritannien; Kohlström; Kravaritis, Griechenland; Comellini, Italien). Die Ursache scheint die Isolierung mit ihrer glatten Oberfläche zu sein. Ausserdem verhindert die Bündelung der isolierten Leiter die Bildung eines Eiszylinders. Eis oder Schnee platzen ab, bevor sie das Seilbündel umhüllen (Caldwell; Schmeltz, Frankreich). Beim blanken Seil dagegen wird zunächst auf einer Seite der Eisbelag aufgebaut. Dann dreht sich das Seil, und der Eismantel entsteht auch auf der anderen Seite. Da sich das verseilte Luftkabel schwerer verdrehen lässt, erhält man dabei keinen geschlossenen Eiszylinder (Raiser, Bundesrepublik Deutschland).

Ganz andere Probleme gibt es in den Entwicklungsländern in Südamerika, Afrika und im Mittleren Osten. Dort werden heute rund 50% der Weltinvestitionen für Energieerzeugung eingesetzt. Bedenkt man, dass die Investitionen für Übertragung und Verteilung zu den Erzeugungsinvestitionen fast proportional sind, so ist zu erwarten, dass die Entwicklungsländer ein bedeutender Markt für die Industrieländer sein werden. In diesen Ländern gibt es praktisch keinen Schnee und kein Eis, manchmal allerdings Tornados. Die Kosten für die Nichtverfügbarkeit einer Anlage sind mit denen in Industrieländern nicht zu vergleichen. Ein grosser Teil der Investitionen fliesst in die Elektrifizierung ländlicher Gebiete, wo man froh ist, wenn die Elektrizität an 360 Tagen im Jahr verfügbar ist. Unter diesen Gesichtspunkten scheint die hohe Sicherheit in der Dimensionierung, wie sie in den Industrieländern üblich ist, nicht angebracht. Überdimensionierung und daher zu hohe Kosten verhindern Investitionen, die bei niedrigen Kosten und geringerer Sicherheit möglich wären (Clerici, Italien).

3. Thermische und mechanische Probleme beim Betrieb von Kabelanlagen

Wenn Kabel neuer Bauarten für höhere Temperaturen als die konventionellen Papiermassekabel ausgelegt werden, so werden thermische und mechanische Probleme wichtig. Da die neuen Kabel häufig in Reihe mit älteren Typen geschaltet werden, muss man auch deren thermisches und mechanisches Verhalten an ihrer Belastungsgrenze möglichst gut kennen. Hierzu waren 4 Berichte vorgelegt worden.

3.1 Abhängigkeit der Kabellebensdauer von der Temperatur und der Feldstärke

Lebensdauerversuche an papierisolierten Kabeln dauerten bisher nur etwa 100 Stunden. Blieb auch nach dieser Zeit der Verlustfaktor niedrig und konstant, so konnte man davon ausgehen, dass das Kabel bei normaler Beanspruchung eine Lebensdauer von mehr als 40 Jahren erreichen würde. Die inzwischen langjährige Erfahrung bestätigt, dass dieses Vorgehen in der Vergangenheit durchaus richtig war.

Aus neueren Untersuchungsergebnissen wurde nun geschlossen, dass es möglich sein müsste, die verlegten papierisolierten Kabel höher als bisher auszunutzen. Eine Steigerung des Stromes um etwa 20% scheint wirtschaftlich vertretbar zu sein. Allerdings steigt dabei die Temperatur über den bisher üblichen Wert von 65 °C an. Um den Einfluss dieser Temperatursteigerung auf die Lebensdauer zu untersuchen, wurden Alterungsversuche unter verschärften Bedingungen – also zeitlich beschleunigt – an Haftmassekabeln mit Sektorleitern durchgeführt [5].

Ausgangspunkt der Untersuchungen waren amerikanische Normen, in denen für 10- bis 15-kV-Kabel im Normalbetrieb eine Temperatur von 90 °C, im Notbetrieb sogar von 110 °C zugestanden wird. Die Versuche wurden mit einer Temperatur von maximal 90 °C und bei 2,3fach erhöhter Feldstärke durchgeführt. Die Versuchsergebnisse wurden mit Methoden der mathematischen Statistik ausgewertet.

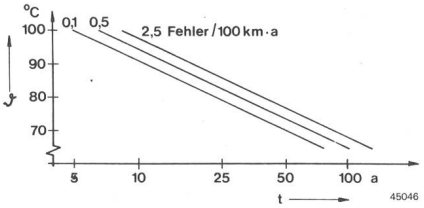

Fig. 1 Lebensdauer von Haftmassekabeln in Abhängigkeit von der Temperatur
ϑ: Maximale Temperatur in Heizzyklen 12 h EIN/12 h AUS
Parameter: tolerierbare Fehlerrate

Der Begriff «Lebensdauer eines Kabels» wird dabei definiert als der Zeitraum, nach dessen Ablauf man sich entschliesst, das Kabel auszuwechseln. Dies ist eine wirtschaftliche Entscheidung, die die Fehlerrate, die Reparaturkosten, die Kosten der nicht gelieferten Energie, die Verlustkosten und die Kosten für das Auswechseln berücksichtigt. Der technische Parameter für die Lebensdauer eines Kabels ist die Fehlerrate, z. B. ausgedrückt durch die Zahl der Fehler pro 100 km und einem Jahr.

Das Ergebnis der Untersuchungen ist in Figur 1 dargestellt. Es bestätigt recht gut das Gesetz von Montsinger, wonach eine Temperaturerhöhung um 10 K die Lebensdauer halbiert. Es zeigt weiterhin, dass bei einer Betriebstemperatur von 90 °C die Lebensdauer deutlich unter 30 Jahren liegt. Eine Temperatur von 80 °C könnte jedoch akzeptiert werden.

Aus den Ergebnissen der Untersuchungen wird daher geschlossen, dass für 10- bis 15-kV-Haftmassekabel folgende Temperaturen zugelassen werden können [5]:

Normalbetrieb:	70 ... 80 °C
Notbetrieb:	90 ... 100 °C

In Italien hält man ebenfalls 90 °C bei Überlast für möglich, ohne eine Verkürzung der Lebensdauer befürchten zu müssen [8].

An vollständigen 1-kV-PVC-Kabeln (NAYY 4×150 se) wurden einige Messungen bei einer Leitertemperatur von etwa 130 °C durchgeführt. Die zulässige Leitertemperatur ist 70 °C. Bereits nach 24 Stunden Überlast liessen sich an 25% der Kabelproben keine Muffen mehr montieren, weil die Adern verklebt waren. Jedoch erfüllten die Kabel auch nach 16 Tagen Überlast noch ihren Zweck: sie konnten Energie übertragen und besassen noch eine den Vorschriften entsprechende dielektrische Festigkeit [6].

Als ein Vorteil des vernetzten Polyethylens wird häufig angesehen, dass es im Überlastfall einer Temperatur von 130 °C standhält. Versuche haben bewiesen, dass VPE-Kabel durch diese hohe Temperatur nicht deformiert oder gar beschädigt werden, wenn die Kabel sich frei bewegen können. Bei Verlegung in verfestigtem Erdboden treten jedoch durch die thermische Ausdehnung des Leiters erhebliche Kräfte auf. Es ist noch nicht erwiesen, ob das VPE-Kabel diesen Kräften ohne Schaden widerstehen kann oder ob wegen dieser Kräfte nur niedrigere Überlasttemperaturen als 130 °C zulässig sind [10].

3.2 Berechnung der Überlastbarkeit von Kabeln

Transiente thermische Vorgänge bei kurzzeitiger Überlast eines Kabels wurden bisher kaum untersucht. Gerade diese sind aber wichtig, wenn der Betreiber z. B. bei Netzumschaltungen oder Fehlern gezwungen ist, ein Kabel für eine begrenzte Zeit höher als normal zu belasten. Dies ist zweifellos ohne Einbusse an Lebensdauer möglich, wenn das Kabel auch während der Überlastperiode nicht über seine zulässige Temperatur erwärmt wird, z. B. nicht über 90 °C bei VPE-Kabeln für Mittelspannung [6].

Die Berücksichtigung der Überlastbarkeit bzw. Überlastfaktoren kompliziert natürlich die Betriebsführung. Der Berichterstatter Leboulleux hatte deshalb nach einfachen Regeln zur Ermittlung der zulässigen Überlastbarkeit gefragt.

Dazu wurde auf die VDE-Bestimmung 0298 hingewiesen. In den dort angewandten Berechnungsverfahren für ungestörten Betrieb wird die Bodenaustrocknung berücksichtigt. Man unterscheidet im Erdboden zwei Bereiche mit unterschiedlicher Wärmeleitfähigkeit (Figur 2). In der ausgetrockneten Zone um das Kabel wird der spezifische Wärmewiderstand mit 2,5 K·m/W angenommen. In der Zone ausserhalb der Grenzisotherme ändert sich der Wärmewiderstand nicht. Bei Überschreiten der Grenztemperatur beginnt die Bodenaustrocknung. Die Lage der Grenzisotherme hängt von der Höhe der Überlast, den hydrologischen Bedingungen, der Sandart, der Verdichtung, der Temperatur und der Vorbelastung des Kabels ab (Boone, Niederlande).

Der Vorteil des Berechnungsverfahrens liegt darin, dass man mit seiner

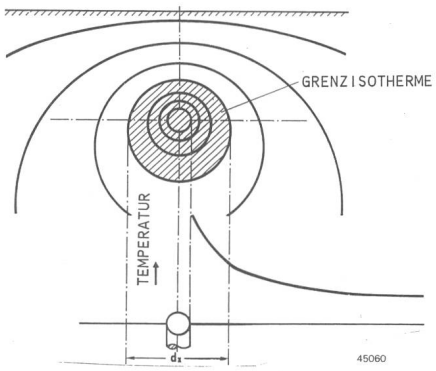

Fig. 2 Temperaturanstieg im Erdreich als Folge unterschiedlicher Wärmeleitfähigkeit des Bodens

Hilfe Tafeln mit Umrechnungsfaktoren für alle möglichen Betriebsfälle erstellen kann. Das Verfahren ist daher für die tägliche Praxis geeignet. Von deutscher Seite wäre es daher zu begrüssen, wenn die Internationale Elektrotechnische Kommission IEC das seit 1977 angewandte Verfahren gemäss VDE 0298 bei künftigen Beratungen berücksichtigen würde (Stubbe, Bundesrepublik Deutschland).

4. Kunststoffkabel und Zubehör für Mittelspannung

Die Konstruktion und die Betriebserfahrungen von Kunststoffmittelspannungskabeln waren bereits Schwerpunkt der letzten Konferenzen [16–18]. Berichte über die Betriebssicherheit der neuen Kabel werden überall mit Spannung verfolgt. Zentrale Themen waren der Wassereinfluss auf die Kabel und die daraus möglicherweise abzuleitenden Konstruktionsänderungen.

Offensichtlich liegen in der Bundesrepublik Deutschland wegen der grossen, schon seit Jahren verlegten Längen die umfangreichsten Betriebserfahrungen vor. Trotzdem ist in Deutschland die Weiterentwicklung der Kabelkonstruktion sehr umstritten. Ein EVU wird modifizierte Kabeltypen erst dann einsetzen, wenn ihr Nutzen im Verhältnis zum Mehraufwand besser abschätzbar ist. Man ist mit den 20-kV-Einleiterkabeln mit graphitierter äusserer Leitschicht und PVC-Mantel zufrieden. Eine Erhöhung der Kabelkosten hätte eine Reduzierung des Bauprogrammes zur Folge (Schreiber, Bundesrepublik Deutschland). Ein anderes EVU hat die Umstellung auf eine längs- und querwasserdichte Konstruktion schon vollzogen (Finsterwalder, Bundesrepublik Deutschland).

4.1 Erfahrungen aus Betrieb und Langzeitversuchen

4.1.1 Bundesrepublik Deutschland

Der aus einem EVU der Bundesrepublik Deutschland stammende Erfahrungsbericht [9] bezeichnet die Betriebserfahrungen mit 20-kV-VPE-Kabeln der Systemlänge 2300 km aus den letzten 20 Jahren als «excellent». Die wenigen Fehler sind auf Beschädigungen zurückzuführen, die bei der Kabelverlegung oder bei der Montage der Garnituren auftraten. Nur in einem Falle gab es einen Durchschlag aus ungeklärter Ursache. Der Autor von [9] ist der Ansicht, dass das vorzügliche Ergebnis auf Kabelabnahmeprüfungen und eine Prüfung des Mantels nach der Verlegung zurückzuführen ist.

Probleme gab es mit dem PVC-Aussenmantel. Bei Verlegung im Sommer wird PVC weich und damit empfindlich gegen mechanische Einwirkungen. Bei Temperaturen unter +5 °C wird PVC hart, spröde und empfindlich gegen Biegebeanspruchung.

Anstelle des PVC-Mantels wurde wiederholt ein Mantel aus PE hoher Dichte empfohlen. Kabel mit PE-Mänteln können auch bei −15 °C verlegt werden. Auch bei sommerlichen Temperaturen bleibt die Härte des Mantels erhalten.

4.1.2 Frankreich

Auf der CIRED 1979 war ein 20-kV-Kabel mit VPE-Isolierung vorgestellt worden [16]. Der Aufbau ist in Figur 3 dargestellt. Drei der dargestellten Adern werden um einen Erdleiter verseilt. Das neue Kabel hat jetzt das papierisolierte Kabel in Frankreich vollständig ersetzt. Der französische Kabelbestand für Mittelspannung ist in

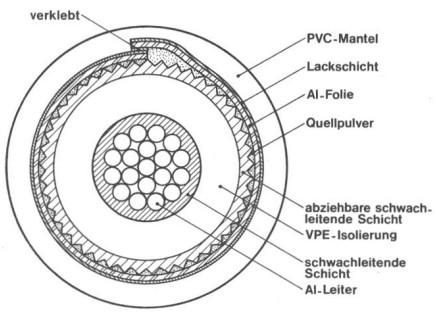

Fig. 3 20-kV-VPE-Kabel der EDF

Mittelspannungskabel in Frankreich am 31. Dezember 1982 (nach Schmeltz)

Tabelle I

Isolierung	Länge in km bzw. in %			
	Spannung		Gesamt	
	<20 kV	20 kV		
Papier	41 200 52	20 900 28	62 100 80	km %
VPE	4 700 6	10 500 14	15 200 20	km %
Gesamt	45 900 58	32 400 42	77 300 100	km %

Fehlerrate bei Mittelspannungskabeln bis 20 kV in Frankreich 1978–1982 (nach Schmeltz)

Tabelle II

Fehlerort	Jahr	Fehlerrate in $\frac{1}{100\ \text{km} \cdot \text{a}}$ für	
		Papier	VPE
Kabel	1978	4,4	3,0
	1979	3,8	3,2
	1980	3,7	3,3
	1981	3,0	2,9
	1982	3,0	2,4
Garnituren	1978	2,9	5,1
	1979	3,1	3,2
	1980	3,0	1,9
	1981	2,9	1,9
	1982	2,8	1,5
Summe	1978	7,3	8,2
	1979	6,9	6,4
	1980	6,7	5,2
	1981	5,9	4,7
	1982	5,8	3,9

(1982: vorläufige Zahlen)

Tabelle I zusammengestellt. Die Fehlerrate für Mittelspannungskabel mit Papier- bzw. VPE-Isolierung ist in Tabelle II wiedergegeben. Es zeigt sich, dass das VPE-Kabel und (in den letzten 3 Jahren) auch seine Garnituren günstiger abschneiden als das Papierkabel. Etwa 90 bis 93% aller Kabelfehler entstehen durch Fremdeinwirkung (Schmeltz).

Jetzt wurde ein Bericht über Langzeitversuche mit dem neuen Kabel vorgelegt [7]. In einer beschleunigten Alterungsprüfung wurden Kabelproben bei doppelter Nennspannung und Heizzyklen (8 h EIN, 16 h AUS) geprüft. Es gab nur 2 Fehler; nämlich einen Schirmriss infolge zu scharfer Biegung und eine örtliche Temperaturüberhöhung (auf etwa 140 °C) infolge eines sehr ungünstigen thermischen Verhaltens des Bodens. An einigen Mustern wurde Faltenbildung der Al-Folie beobachtet. Wenn sich die Folie vom PVC-Mantel löst, ist Korrosion möglich. Die Verklebung der Al-Folie ist also verbesserungsbedürftig. Das hygroskopische Quellpulver wurde verbessert.

4.1.3 England

In Grossbritannien geht die Einführung von Kabeln mit extrudierter Isolierung für Mittel- und Hochspannung wesentlich langsamer vor sich als in manchen anderen Ländern. Der geringe Preis von Kabeln mit Papierisolierung, Aluminiumleitern und Aluminiummantel, wie sie in Grossbritannien hergestellt werden, liess Kabel mit extrudierter Isolierung als verhältnismässig uninteressant erscheinen, insbesondere für Grossverbraucher wie Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die britischen Kabelhersteller haben jedoch Kabel mit extrudierter Isolierung entwickelt und für Spannungen bis 132 kV überwiegend in den Export geliefert.

4.1.4 Niederlande

In den Niederlanden wurden vor acht Jahren die ersten VPE-Kabel mit massivem Leiter verlegt. Heute gibt es diese Kabel für Spannungen von 6 kV bis 150 kV mit Leiterquerschnitten von 95 mm² bis 1000 mm². Insgesamt sind 400 km verlegt. Wegen der geringeren Aussenabmessungen und des daher geringeren Stoffeinsatzes sind die Preise dieser Kabel niedriger als die Preise von Kabeln mit mehrdrähtigen Leitern. Bisher gab es keine nennenswerten Probleme bei Verlegung und Montage. Die Kabel sind in gutem Zustand [12].

4.1.5 Irland

In Südirland ist man in den letzten vierzehn Jahren zu kunststoffisolierten Kabeln übergegangen. Heute werden in den 10-kV- und 38-kV-Netzen ausschliesslich VPE-Kabel eingesetzt. Falls es weiterhin wirtschaftlich ist, soll der Einsatz von VPE-Einleiterkabeln in den genannten Netzen auch in nächster Zukunft weitergehen. Verlegt wurden bis zur Mitte des Jahres 1982 rund 2850 km für 10 kV und 60 km für 38 kV. Fehler entstanden bisher nur durch mechanische Beschädigung, nie durch Herstellmängel (Reidy, Irland).

4.2 Einfluss von Wasser auf die Betriebssicherheit von Kunststoffisolierungen

Der Einfluss von Wasser auf die elektrische Festigkeit eines Kunststoffkabels ist noch immer nicht vollständig geklärt.

Jeder polymere Werkstoff, der mit Feuchtigkeit in Berührung steht, nimmt Wasser auf. Die absorbierte Wassermenge hängt vom Material und von der Temperatur ab. Polyäthylen ist in dieser Beziehung besser als viele andere Polymere. Ein anderer Effekt besteht darin, dass sich das absorbierte Wasser bei elektrischer Beanspruchung an Stellen hoher elektrischer Feldstärke zu bäumchenartigen Strukturen konzentriert. Hier handelt es sich um einen Langzeitprozess, dessen Bedeutung mit zunehmender elektrischer Feldstärke wächst. Beschleunigte, an Polyäthylenkabeln durchgeführte Versuche mit Watertree-Strukturen zeigen deutlich, dass im Laufe der Zeit die elektrische Spannungsfestigkeit beträchtlich abnimmt. Trotzdem gibt es in zahlreichen Ländern umfangreiche Erfahrungen mit PE- und VPE-Kabeln für mittlere Spannungen, die ohne Schwierigkeiten seit 15 bis 20 Jahren im Boden verlegt und mehr oder weniger der Feuchtigkeit ausgesetzt sind. Diese Kabel arbeiten allerdings mit Feldstärken von nur 2 bis 4 kV/mm anstelle der 6 bis 7 kV/mm, die für 132-kV-Kabel typisch sind [10].

In Frankreich wird die Lebensdauer von 20-kV-VPE-Kabeln mit und ohne Wasser im Leiter untersucht. Während es bisher (nach 14 000 Stunden) noch keinen Durchschlag bei den trockenen Kabeln gab, schlugen einige feuchte Muster bereits durch. Extrapoliert

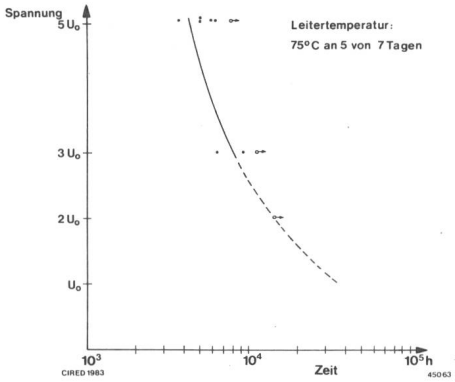

Fig. 4 Lebensdauer von 20-kV-VPE-Kabeln mit Wasser im Leiter

man die Versuchsergebnisse in Figur 4 bis zur Nennspannung U_0, so kann man folgern, dass Kabel mit Wasser im Leiter bei Nennspannung erste Durchschläge nach etwa 4 Jahren erwarten lassen (Pinet, Frankreich). Auch eingedrungenes Wasser im Schirmbereich wird für ungünstig gehalten (Schreiber).

Die Mechanismen des Watertreeings wurden auf den letzten Tagungen der CIGRE eingehend diskutiert [19; 20]; die CIRED wendet sich traditionell stärker den Abhilfemassnahmen zu.

4.3 Abdichtung gegen Wasser durch den Kabelmantel

Wegen der Unklarheiten über die Auswirkung von Wasser gibt es noch keine Übereinstimmung darüber, ob ein Kunststoffkabel bei Mittelspannung eine wasserdichte Umhüllung benötigt. Der nötige Umfang der Abdichtungsmassnahmen hängt in noch nicht geklärter Weise wohl auch von der Art des Isolierstoffes und der Nennspannung des Kabels ab. Für den Aussenmantel wird PE oft als besser geeignet als PVC bezeichnet. PE hat bessere mechanische Eigenschaften und lässt weniger Wasser in das Kabel diffundieren.

In bezug auf die Längswasserdichtigkeit der Kunststoffkabel werden unterschiedliche Auffassungen vertreten. Einerseits glaubt man, dass mit der umfassenden Einführung des PE-Mantels und der damit erreichten weitgehenden «Querwasserdichtigkeit» zusätzliche Massnahmen wegen der nicht unerheblichen Mehrkosten zunächst nicht erforderlich sind. Andererseits wird von einem EVU im Voralpengebiet mit schwierigen Gelände- und Bodenverhältnissen auch Längswasserdichtigkeit verlangt. Das seit Anfang 1983 dort eingesetzte Mittelspannungskabel hat folgende Kennzeichen:

- HDPE-Aussenmantel, 3 mm stark
- Wasserdichte Metallfolie unter dem Aussenmantel (querwasserdicht)
- Gummierung oder Quellpulver im Schirmbereich (längswasserdicht)
- Quellvlies als Polster und Dichtung zwischen Schirmdrähten und äusserer Leitschicht
- Dreifachextrusion der Leitschichten und der Isolierung
- VPE-Isolierung trocken vernetzt.

Die Mehrkosten dieses Kabeltyps gegenüber der Normalausführung können je nach Querschnitt 20 bis 25% betragen. Für die gesamte Kabelverlegung einschliesslich Erdarbeiten wurden ca. 12% Mehrkosten festgestellt (Finsterwalder).

4.4 Massivleiter statt mehrdrähtiger Leiter

Eine Massnahme zur Abdichtung eines Kabels in Längsrichtung ist der massive Leiter [12]. Er hat noch einige andere Vorteile, aber auch Nachteile.

Als Vorteil wird angesehen, dass beim Zutritt von Wasser die Bildung von Gasdruck und Leiterkorrosion kaum auftreten dürften. Wasser zwischen den Drähten eines Aluminiumleiters verursacht eine chemische Reaktion zwischen Aluminium und Wasser, wenn an der Oberfläche eines Aluminiumdrahtes die Aluminiumoxidschicht sehr dünn ist. Dadurch kann Wasserstoff mit Drücken bis 10 bar auftreten, wodurch z. B. Probleme in den Garnituren entstehen können. Am Leiter entsteht Aluminiumhydroxid, das wegen seines grossen spezifischen Volumens die innere Leitschicht durchdringen kann. Wegen der glatten Oberfläche des massiven Leiters kann die halbleitende Schicht dünner als beim mehrdrähtigen Leiter ausgeführt werden [12].

Weitere Vorteile des Massivleiterkabels sind der um etwa 7% geringere Durchmesser des Leiters und die entsprechende Stoffersparnis im weiteren Kabelaufbau. Der Preisvorteil beträgt etwa 6% (van de Laar, Niederlande).

Ein Nachteil des Massivleiters ist der um einen Faktor bis etwa 2,5 grössere Kraftaufwand beim Biegen. Dieser Faktor wird mit steigender Spannung geringer, weil bei grosser Isolierwandstärke die Isolierung das Biegeverhalten bestimmt (Fig. 5).

Das wichtigste Problem ist jedoch die thermomechanische Belastbarkeit.

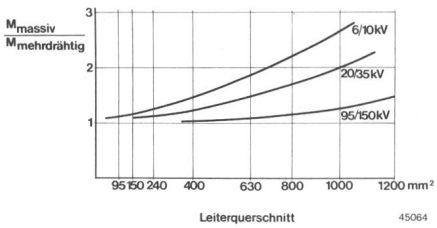

Fig. 5 Biegemoment bei VPE-Kabeln mit Al-Leiter, massiv bzw. mehrdrähtig

Bei Erwärmung (vor allem bei Kurzschluss) dehnt sich der Leiter. Dadurch entsteht in einem festgelegten Kabel eine mechanische Längsspannung [19]. Bei einem Kurzschluss ist eine Beschädigung möglich, die sich aber vermeiden lässt, wenn man das Kabel schlangenförmig auslegt. Im Jahre 1979 war die Diskussion zu diesem Thema kontrovers [16]. Damals war u. a. über französische Versuche an VPE-Kabeln mit Massivleiter berichtet worden. Die Kabel waren im Boden verlegt, wurden mit 100 °C thermisch beansprucht und schlugen nach einer Versuchsdauer von mehr als 1500 h durch. Die neueren Versuche mit positivem Ergebnis in den Niederlanden betrafen in Luft verlegte Kabel, die mit 95 °C beansprucht waren. Die Versuchsdauer lag bei 1000 h. Probleme mit in Luft verlegten Kabeln mit Massivleiter hat es auch in Frankreich nie gegeben (Pinet).

Im Jahre 1981 waren deutsche Versuchsergebnisse bei der CIRED vorgelegt worden, aus denen hervorgeht, dass die Längendehnung ohne Schädigung aufgenommen wird, wenn die drei Kabel eines Systems miteinander verseilt werden [18]. Die Versuche wurden inzwischen weitergeführt und hatten das Ergebnis, dass auch VPE-Kabel mit eindrähtigem Leiter eine Leitertemperatur von 90 °C ohne Schädigung aufnehmen können, im Kurzschluss auch 250 °C. Die Grenzschicht zwischen innerer Leitschicht und Massivleiter bleibt wasserdicht. Wegen der Wasserdichtigkeit und des geringeren Kabelpreises beabsichtigt ein deutsches EVU daher, VPE-Kabel mit Massivleiter einzuführen (Brüggemann).

Aufgrund der noch widersprüchlichen Aussagen ist das Problem des Massivleiters nach Meinung des Berichterstatters Leboulleux noch ungeklärt.

4.5 Optimale äussere Leitschicht

In der Bundesrepublik wurden bisher überwiegend Mittelspannungska-

bel mit graphitierter äusserer Leitschicht eingesetzt. Mit der Oberfläche der Isolierhüllen und der Graphitierung gibt es nach Meinung eines Autors [9] gelegentlich Schwierigkeiten. Diese fertigungsbedingten Mängel könnten ausgeschlossen werden, wenn dreifach extrudierte VPE-Kabel eingesetzt würden. Betrachtet man das Kabel allein, so ist die dreifach extrudierte Konstruktion der graphitierten Ausführung sicher überlegen. Betrachtet man jedoch die Garnituren, die bis auf eine Ausnahme für Kabel mit graphitierter äusserer Leitschicht konstruiert wurden, so ergeben sich einige Probleme, die das kurzfristige Umsteigen auf Kabel mit festverschweisster äusserer Leitschicht erheblich erschweren. Jedoch haben auch die zweifach extrudierten Kabel mit graphitierter äusserer Leitschicht eine Qualität erreicht, die einen umgehenden Wechsel zu einer anderen Kabeltype nicht zwingend erforderlich macht.

Zusammenfassend wurde festgestellt, dass man in der Frage der optimalen Leitschicht nicht zur Entscheidung gedrängt ist [15].

4.6 Stück-, Auswahl- und Typprüfungen

Die Autoren der Berichte stimmen darin überein, dass strenge Prüfungen bei Kunststoffkabeln eine grössere Bedeutung haben als bei papierisolierten Kabeln, weil die Ergebnisse bei Kunststoffkabeln stark streuen. Typ- und Auswahlprüfungen an Mustern reichen nicht aus, um die Qualität der Herstellung zu überwachen. Stückprüfungen bestehen hauptsächlich aus der Teilentladungsmessung, die jedoch nicht überall akzeptiert wird, aus elektrischen Prüfungen der Isolierung und aus Aufbauprüfungen [15]. Die Messung des Verlustfaktors liefert bei Kunststoffkabeln kaum nützliche Informationen. Die Messwerte liegen weit unterhalb der in den Vorschriften angegebenen Grenzwerte. Daher könnte diese Messung in der Kabelprüfung entfallen (Boone; Reidy, Irland).

Aus Irland wird darauf hingewiesen [11], dass wegen der Besonderheiten der VPE-Kabel und der darin enthaltenen Fehlermöglichkeiten eine Qualitätskontrolle während aller Stadien der Fertigung für ein Versorgungsunternehmen von grossem Interesse ist. Eine Zusammenarbeit zwischen Hersteller und Versorgungsunternehmen wird für unerlässlich gehalten.

Besonderer Wert wird auf die Stückprüfungen gelegt. Bei Stückprüfungen traten weitaus mehr Fehler auf als bei den Typenprüfungen.

Dazu gehören:

a) 50-Hz-Wechselspannungsprüfung
b) Teilentladungsmessung
c) Widerstandsmessungen an Leiter und Schirm
d) Messungen der Isolierungsdicke, der Wanddicke des Aussenmantels und des Aussendurchmessers
e) Mantelprüfung mit Gleichspannung.

Langzeitversuche zur Überprüfung der Lebensdauer und Zuverlässigkeit der VPE-Kabel werfen noch Zweifel an statistischen Bewertungsmethoden auf. Die Prüfungen dauern etwa eine Woche bis zu einem Jahr. Die richtige Durchführung ist äusserst kostspielig. Prüfeinrichtungen für viele Kabelstrecken müssen für die Gesamtdauer der Prüfungen eingesetzt werden. In Irland neigt man dazu, diese Prüfungen als Bestandteil der Kabelentwicklung zu sehen und mit der Betonung der Stückprüfungen und eines eigenen Konzeptes zur Qualitätskontrolle die beste «Philosophie» für eine Sicherung einer ausreichenden Lebensdauer zu haben.

4.7 Gleichspannungsprüfung

Im Rahmen der Lebensdaueruntersuchungen an Haftmassekabeln mit 2,3 U_0 [5] wurden Gleichspannungsprüfungen durchgeführt, um die Aussagekraft dieser in der Praxis häufig angewandten Prüfung beurteilen zu können. Geprüft wurden Kabel im Neuzustand, im Verlauf der thermisch/elektrischen Alterung und kurz vor Ablauf ihrer Lebensdauer. Die Prüfspannung betrug 8 U_0 zwischen der zu prüfenden Ader und den übrigen beiden geerdeten Adern. Die Prüfdauer betrug 15 Minuten. Dabei zeigte sich, dass diese Gleichspannungsprüfung keinen Einfluss auf die Lebensdauer hat. Die genannte Gleichspannung schädigt die Kabel also nicht.

Während der Gleichspannungsprüfung gab es keinen Durchschlag. Daraus wird geschlossen, dass eine Gleichspannungsprüfung mit 8 U_0 keine Aussage darüber zulässt, ob ein Kabel mit 2,3 U_0 Wechselspannung über längere Zeit betrieben werden kann. Demnach wäre die häufig verwendete Gleichspannung 4 U_0 nicht aussagefähig für den Betrieb bei der Auslegungswechselspannung von 1,1 U_0. Als Prüfgleichspannung bei papierisolierten Kabelanlagen (also auch mit Garnituren) wird daher 8 U_0 empfohlen (Bulens, Belgien). Der Nutzen der Gleichspannungsprüfung an Kunststoffkabeln wird allerdings bezweifelt [20]. Führt man sie nach der Verlegung durch, so findet man mit ihr nur grobe Transport- und Montagefehler. Eine Aussage über die Kabelqualität liefert sie nicht (Mohr, Schweiz).

In Frankreich wurden Versuche durchgeführt, um die Gleichwertigkeit der in IEC 502 alternativ vorgesehenen Prüfungen mit 4 U_0 Gleichspannung bzw. 8 U_0 Wechselspannung über 15 min zu kontrollieren. In ein 20-kV-VPE-Kabel wurde eine Nadel 4 mm tief eingetrieben. Bei Gleichspannung trat der Durchschlag erst bei 80 bis 100 kV auf. 4 U_0 Gleichspannung wären demzufolge nicht ausreichend (Pinet). Wegen der andersartigen Beanspruchung bei Gleich- gegenüber von Wechselspannung kann man eine Spannung von 8 U_0 Gleichspannung wohl nur neuen Kunststoffkabeln zumuten. Bei älteren Kabeln wäre diese Beanspruchung aber problematisch (Bulens). International wird daher auch eine Herabsetzung auf 2 U_0 diskutiert (Boone, Niederlande).

Ganz extrem, von der Physik her aber verständlich, wurde aber auch die Ansicht vertreten, dass nur eine Prüfung mit Wechselspannung (2,5 U_0, 50 Hz) in Verbindung mit einer Teilentladungsmessung eine Aussage zur Qualität eines Wechselstromkabels ermöglicht. Teilentladungsmessungen mit einer Empfindlichkeit von 10 pC lassen sich heute auch vor Ort durchführen (Mohr).

4.8 Mantelprüfung

Bei der Verlegung der Kabel mit PVC-Mantel treten relativ häufig Mantelfehler auf, die eine Durchfeuchtung des Kabels im Schirmbereich und unter Umständen Watertrees zur Folge haben können. Deswegen wurden Mantelprüfungen eingeführt, die Fehlerstellen eingemessen und mit Schutzmuffen abgedichtet [9]. Der Isolationswiderstand des Mantels kann nach dem Verlegen und Absanden mit einem Kurbelinduktor überprüft werden. Bei Werten unter 5 MΩ lassen sich anschliessend sogar sehr kleine, stecknadelkopfgrosse Löcher orten. Die Fehler lassen sich mit geringem Aufwand beseitigen, eine Nachmessung ist nicht notwendig (Schreiber).

Gelegentlich findet man bei Mantelschäden auch Beschädigungen an den

Schirmen und sogar an der Isolierung. Deshalb wird die Mantelprüfung an 38-kV-Kabeln in Irland nach zwei bis drei Jahren wiederholt (Reidy), an 150-kV-Kabeln in Frankreich sogar schon nach 6 Monaten (Bardiaux, Frankreich).

Literatur

[1] *P. Vercheval:* Optimising the economic factors in the choice of prestressed concrete supports for the construction of high tension lines. CIRED 1983, Bericht d 01.

[2] *J. Schmeltz, J. Vieille* u. a.: Technological arrangements for improved overhead line performance for overloads in excess of design criteria. CIRED 1983, Bericht d 03.

[3] *J.M. Caldwell, A.E.W. Ford:* Improvement of the mechanical performance of distribution overhead lines in the UK exposed to ice and wind loads exceeding the design criteria. CIRED 1983, Bericht d 04.

[4] *D.W. Harris:* Methods of improving the behaviour of overhead lines under adverse weather conditions exceeding design criteria. CIRED 1983, Bericht d 05.

[5] *R. Bulens, G. Geerts* u. a.: Ageing and permissible load of paper insulated medium voltage cables. CIRED 1983, Bericht d 06.

[6] *C. van Hove, H. Klockhaus* u. a.: Overloadability of cable systems. CIRED 1983, Bericht d 07.

[7] *L. Deschamps, A. Pinet* u. a.: Thermal and mechanical behaviour of 20 kV cables under overload conditions. CIRED 1983, Bericht d 08.

[8] *M. Bertazzi, G. Portinari:* Power cables recently standardized by ENEL for MV distribution networks. Mechanical problems and current ratings in both normal and emergency conditions. CIRED 1983, Bericht d 09.

[9] *B. Bloemer:* Experiences with 20 kV single-core plastic cables. CIRED 1983, Bericht d 10.

[10] *E.H. Ball, E.W.G. Bungay* u. a.: Polymeric cables for high voltage distribution systems in the United Kingdom. CIRED 1983, Bericht d 11.

[11] *R. Travers, P. Reidy:* Medium voltage distribution cables using XLPE insulation. Irish utility experience. CIRED 1983, Bericht d 12.

[12] *A.M. van de Laar, J.H. Muyser* u. a.: Experience with crosslinked polyethylene insulated cables with solid aluminium conductors. CIRED 1983, Bericht d 13.

[13] *I. Andersson, J. Bubenko* u. a.: Future aspects on distribution network planning – the Swedish experiences. CIRED 1983, Bericht a 14.

[14] *P. Tatsopoulos, W. Zimmermann:* Designing indus trial power systems supplying mainly motors. CIRED 1983, Bericht b 08.

[15] *J. Leboulleux:* Cables and overhead lines. CIRED 1983, Special Report, Session 3.

[16] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* CIRED 1979 Aktuelle Kabel- und Freileitungsfragen auf der Internationalen Konferenz über Verteilungsnetze. Elektrizitätswirtschaft 78(1979)18, S. 682...685.

[17] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Isolierstoffe für Kabel und Kabelgarnituren. Kunststoffe 72(1982)2, S. 102...105.

[18] *G. Wanser* u. a.: CIRED-Bericht 1981 Aktuelle Kabel- und Freileitungsfragen auf der Internationalen Konferenz über Verteilungsnetze. BAUR Prüf- und Messtechnik KG, A-6832 Sulz, Dezember 1981.

[19, 20] *G. Wanser, F. Wiznerowicz:* Aktuelle Kabelfragen auf der Internationalen Hochspannungskonferenz «CIGRE 1980» bzw. «1982». Bull. SEV/VSE 72(1981)16, S. 865...878 bzw. 74(1983)6, S. 297...308.

Nationale und internationale Organisationen
Organisations nationales et internationales

UNIPEDE: Studienkomitee für grosse Netze und internationalen Verbundbetrieb

Sitzung in Arnhem, Holland; 10. November 1983

Die Sitzung diente der Weiterbearbeitung der Studien für den Kongress in Athen von 1985. Die Arbeitsgruppe SYSTAUT hat ein breites Echo zu ihrem Bericht über die zukünftige Automatisation von Übertragungsnetzwerken gefunden. Die Ansichten darüber, ob in der Netzführung hierarchisch eine möglichst grosse Zentralisation oder Dezentralisation anzustreben sei, gehen entsprechend den verschiedenen Interessenlagen stark auseinander, was zu einigen interessanten Diskussionen führen dürfte. Im Hinblick auf den internationalen Verbund wird auch die Zusammenarbeit nicht hierarchischer, d. h. parallel arbeitender Leitstellen zu berücksichtigen sein. Von besonderem Interesse sind Störfälle und das Umrüsten veralteter Leitstellen.

Die Expertengruppe SYSTED bearbeitet zurzeit die Auswertung der eingegangenen Fragebogen zum Thema optimale Ausnutzung des vorhandenen Übertragungsnetzes.

Die Arbeitsgruppe SYSTAD befasst sich mit der Entwicklung des Datenaustausches zwischen Kontrollzentren. Im Vordergrund steht der Datenaustausch zwischen Dispatching-Zentren im Hinblick auf Betriebsbedürfnisse und Betriebssicherheit, mit dem Ziel einer wirtschaftlicheren Netzführung.

Das Thema HGÜ hat aufgrund verschiedener Cross-Channel-Projekte (Frankreich, England, Irland) und Back-to-back-Anwendung (Österreich) wieder an Aktualität gewonnen. Die Arbeitsgruppe SYSTINT beschäftigt sich mit einem entsprechenden Bericht, welcher vor allem auf die Anwenderbedürfnisse zugeschnitten sein soll.

P. Storrer

UNIPEDE: Comité d'Etudes des Grands Réseaux et des Interconnexions Internationales

Séance à Arnhem, Pays-Bas, 10 novembre 1983

La séance a été consacrée à la poursuite de l'élaboration des études pour le Congrès d'Athènes en 1985. Le rapport du groupe de travail SYSTAUT sur la future automatisation des réseaux de transport a suscité un vif intérêt. En ce qui concerne la question de savoir s'il était souhaitable, sur le plan de la hiérarchisation, de centraliser ou décentraliser autant que possible la commande de réseau, les opinions divergent sensiblement selon les différents intérêts, ce qui devrait susciter quelques discussions intéressantes. Pour l'interconnexion internationale, il faudra également tenir compte des centres de commande non hiérarchisés, c'est-à-dire fonctionnant en parallèle. Des cas de perturbations ainsi que le rééquipement d'anciennes centrales font l'objet d'intérêt particulier.

Le groupe d'experts SYSTED procède actuellement à une évaluation des questionnaires concernant l'exploitation optimale des réseaux de transport existants.

Le groupe de travail SYSTAD se consacre au développement des échanges de données entre centres de contrôle. Au premier plan se trouve l'échange de données entre les dispatchings, compte tenu des besoins et de la sécurité d'exploitation, et avec pour objectif une gestion du réseau plus rentable.

La très haute tension en courant continu a regagné en actualité en raison des divers projets de «cross-channel» (France, Grande-Bretagne, Irlande) et de l'application «back to back» (Autriche). Le groupe de travail SYSTINT prépare un rapport correspondant qui doit être conçu pour les besoins des utilisateurs.

P. Storrer

UNIPEDE: Studienkomitee für Wirtschaftlichkeits- und Tariffragen

Im Verlauf ihrer letzten, am 27. Oktober in Spanien abgehaltenen Sitzung haben die Mitglieder dieses Komitees die Hauptthe-

UNIPEDE: Comité d'études des questions économiques et tarifaires

Au cours de leur dernière séance, tenue le 27 octobre, en Espagne, les membres de ce comité ont examiné les thèmes principaux qui feront l'objet de rapports en vue du Congrès d'Athènes de